

А. Н. Москаленко¹, Р. Р. Хуснитдинов²

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ИНТЕНСИВНОСТИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД КУЮМБИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

¹ ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского»,
Российская Федерация, 199178, Санкт-Петербург, Средний проспект В. О., 72

² ООО «Газпромнефть НТЦ», Российская Федерация, 190000, Санкт-Петербург, наб. р. Мойки, 75–79

Среднерифейский комплекс Куюмбинского нефтяного месторождения (Сибирская платформа, Байкитская антеклиза) характеризуется наличием трещиноватых коллекторов. Сделана предварительная оценка интенсивности трещиноватости низкопористых горных пород, основанная на выделении областей дилатации и повышенной компрессии по разрывным нарушениям. Представлена карта условных вероятностей нахождения областей дилатации, отвечающих распределению трещиноватых коллекторов нефти, что подтверждается данными о продуктивности скважин. Библиогр. 19 назв. Ил. 5. Табл. 1.

Ключевые слова: Куюмбинское месторождение, трещиноватый коллектор, стресс-состояние, сейсмический горизонт.

A. N. Moskalenko¹, R. R. Khusnitdinov²

PREDICTION OF FRACTURE INTENSITY OF CARBONATES BASED ON THE RESULTS OF PALEOSTRESS ESTIMATION BY FAULT KINEMATIC ANALYSIS BASED ON THE 3D SEISMIC DATA (KUYUMBA OIL FIELD)

¹ A. P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI),
72, Sredny pr. V. O., St. Petersburg, 199106, Russian Federation

² LLC "GAZPROMNEFT STC", 75–79, nab. r. Moyki, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

The approach of prediction of fracture intensity of low permeability rocks is presented based on slip and dilation tendency analyses. The input data are faults kinematics data and the stress components that regulate their formation. As an example, data obtained from the Riphean complex of the Kuyumba oilfield and the concentrators of fractured oil reservoirs in the investigated region, is examined. Refs 19. Figs 5. Table 1.

Keywords: Kuyumba oilfield, fractured oil reservoir, stress state, seismic horizon.

1. Введение

Карбонатные породы с низкой пористостью могут служить коллекторами промышленного значения при наличии в них открытых трещин. Таким образом, оценка интенсивности трещиноватости низкопористых карбонатных пород является важной задачей при поисково-разведочных работах. На сегодняшний день геофизические методы изучения скважин, в частности с применением электрических и акустических микросканеров, позволяют наиболее эффективно изучить микротрещиноватость горных пород. Принцип работы микросканеров основан на выделении акустических аномалий и аномалий электропроводимости, которые создаются неровностями на поверхности стенок скважин, таких как трещины, каверны, техногенные разрушения ствола скважины при бурении. Результаты обработки такого массива данных позволяют получать ориентированные по сторонам света, развернутые изображения стенок скважин, где непрерывные последовательности

аномалий в виде синусоидальных форм интерпретируются как трещины. При высокой разрешающей способности микросканеров возможно выделять открытые трещины шириной более 1 мм. Стоит отметить, что современные приборы решают данную задачу и позволяют выделять неоднородности размером ~1 мм для электрических (FMI Schlumberger) и размером ~5 мм для акустических (UBI Schlumberger) аномалий (Харахинов, 2011).

В настоящей работе представлен иной подход прогноза интенсивности трещиноватости горных пород, который основан на методе расчета параметров стресс-состояния по сейсмическим данным, полученным методом отраженных волн (способ общей глубинной точки, модификация «3D» — МОВ ОГТ-3D). Важным достоинством данного метода является то, что он позволяет получать параметры стресс-состояния на основании изучения только геометрии поверхностей сейсмических горизонтов и разрывных нарушений, приуроченных к ним (Москаленко и др., 2015, 2017). В качестве объекта исследования выбран рифейский комплекс Куюмбинского месторождения на севере Байкитской антеклизы, который является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции, так как именно к нему приурочены значительные запасы углеводородов. Геология исследуемого региона детально описана в работах (Конторович и др., 1996; Харахинов и др., 2011; Хабаров и др., 2011; Багринцева и др., 2015; Frolov et al., 2015). Отметим только, что платформенный разрез месторождения представлен осадочным чехлом рифей-кембрийского возраста. Рифейский комплекс сложен карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями, которые залегают на архей-нижнепротерозойском фундаменте, характеризуется широким развитием разрывных нарушений с амплитудой перемещения более 1 км и перекрыт с угловым несогласием плитным венд-кембрийским комплексом, в котором разрывная тектоника не прослеживается. Вопрос об условиях формирования коллекторов на объекте является дискуссионным, однако в настоящей работе принята модель трещиноватого и трещиновато-кавернозного типов коллекторов (Конторович и др., 1996; Харахинов и др., 2011), связанных с развитием разрывных нарушений. В основном залежи углеводородов сосредоточены не глубже 200 м от предвендского несогласия, на глубинах от поверхности Земли в среднем до 2300 м, и приурочены к трещинам и кавернам низкопористых доломитов среднерифейского возраста. Региональным флюидоупором служат сульфато-глинисто-карбонатные породы вендского возраста и галогенно-карбонатные породы усольской свиты нижнего кембрия (Харахинов и др., 2011). Трещиноватость играет важную роль при формировании коллекторских свойств рифейских отложений, так как именно по трещинам происходила миграция минерализованных растворов, способствующих выщелачиванию и окремнению пород, что является важным аспектом при фильтрации углеводородов (Багринцева и др., 2015).

2. Методика исследования

Основная идея предварительной оценки интенсивности трещиноватости сводится к следующим этапам:

- 1) определение векторов перемещения по разрывным нарушениям при анализе структурных карт сейсмических горизонтов;

- 2) расчет параметров стресс-состояния (ориентировка осей главных напряжений и коэффициент Лоде — Надаи);
- 3) построение редуцированных диаграмм Мора с последующим проведением анализа максимального скольжения и дилатации по разрывным нарушениям;
- 4) построение карты условных вероятностей нахождения областей дилатации и повышенной компрессии на сейсмическом горизонте.

2.1. Исходные данные

Анализ структурных карт сейсмических горизонтов и приуроченных к ним поверхностей разрывных нарушений по сейсмическим данным МОВ ОГТ-3D на Куумбинском месторождении с последующей подготовкой базы данных по векторам перемещения и расчетом параметров стресс-состояния уже был опубликован ранее (Москаленко и др., 2017). В основу настоящей работы легли результаты только для сейсмического горизонта R_2 , который располагается на глубинах от 3425 до 1930 м вблизи подошвы токурской толщи среднерифейского комплекса (Хабаров и др., 2002; Хабаров и др., 2011). Этот выбор обоснован тем, что основные залежи углеводородов на Куумбинском месторождении сосредоточены в верхних частях

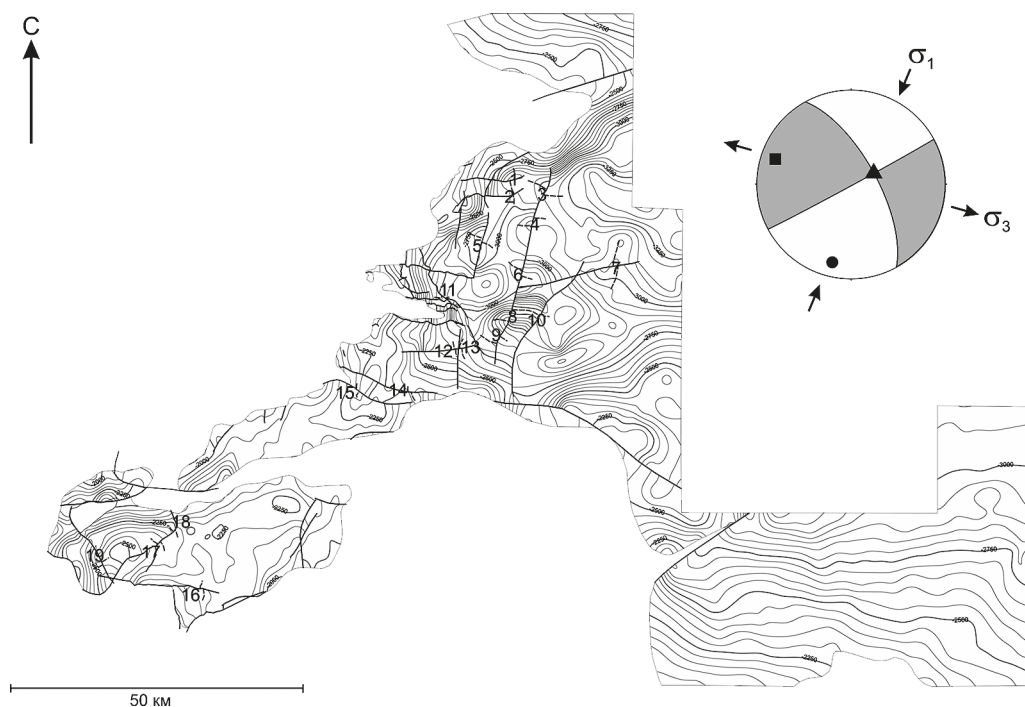


Рис. 1. Поверхность горизонта R_2 с указанием местоположения замера и номера вектора перемещения: линии черного цвета — разрывные нарушения.

Врезка вверху справа — распределение ориентировок осей максимального (σ_1) и минимального (σ_3) сжатия: кружок и квадрат — оси максимального и минимального сжатия соответственно, треугольник — промежуточная ось; белое и серое поля — квадранты сжатия и растяжения соответственно

разреза рифейского комплекса, вблизи предвендского несогласия. На сейсмическом горизонте были выделены 19 замеров векторов перемещения по разрывным нарушениям, которые идентифицируются как крутопадающие плоскости (от 70 до 90°) и характеризуются перемещением по падению (сброс или взброс) и по простиранию (сдвиг) сместителя. Главный этап предвендских деформаций региона характеризуется субмеридиональной ориентировкой оси максимального сжатия и геодинамическим режимом горизонтального сдвига (рис. 1).

Таким образом, в дальнейшем описаны действия для третьего и четвертого этапов предварительной оценки интенсивности трещиноватости карбонатных пород исследуемого региона. Фактическим материалом послужат поверхность сейсмического горизонта R_2 с 19 замерами векторов перемещения по разломам и рассчитанные ориентировки осей главных напряжений. Ось максимального сжатия (σ_1) — пологая, субмеридиональной ориентировки; промежуточная ось (σ_2) — субвертикальной ориентировки; ось минимального сжатия или девиаторного растяжения (σ_3) — пологая, субширотной ориентировки (см. рис. 1). Также использованы данные по дебиту нефти для 11 эксплуатационных скважин, условно пронумерованных от 1 до 11.

2.2. Анализ дилатации и максимального скольжения

Использование электрических и акустических микросканеров в скважинах позволяет получать данные о трещиноватости горных пород только на локальном уровне, и эти результаты не отражают полную картину дезинтегрированности горных пород с соответствующими областями повышенной трещиноватости. Однако при изучении разрывных нарушений и главенствующих напряжений на регионе, которые контролировали их формирование, возможно получать данные о дезинтеграции горных пород вдоль разломов. Важно отметить, что разрывное нарушение представляет собой не только поверхность, по которой происходит смещение двух блоков относительно друг друга, но и неоднородную область, которая характеризуется заметным изменением структурного и вещественного состояния горных пород (Стоянов, 1979). Учитывая данные характеристики, необходимо выделять область динамического влияния разлома, под которой понимается окружающее разлом пространство, где проявляются остаточные (пластические или разрывные) и упругие следы деформаций, вызванные формированием разлома или подвижками по нему (Шерман и др., 1983). Таким образом, при изучении кинематики разрывных нарушений и ориентировки относительно них осей главных напряжений возможно проводить оценку вероятности нахождения областей дилатации (или дилатансии) и повышенной компрессии, где под дилатацией понимается увеличение объема горных пород (Кирмасов, 2011), которое приводит к образованию пустотного пространства и формированию зон трещиноватости. На рис. 2 приведено возможное распределение ориентировок разрывных нарушений, включая трещины относительно осей сжатия и растяжения. Для разрывных нарушений, ориентированных под углом менее 45° к оси сжатия, компонента сжатия оказывается меньше, чем компонента растяжения, т. е. они будут отвечать области дилатации и образованию открытых трещин. В то же время для разломов, ориентированных к оси сжатия под углом более 45°, компонента сжатия больше, чем компонента рас-

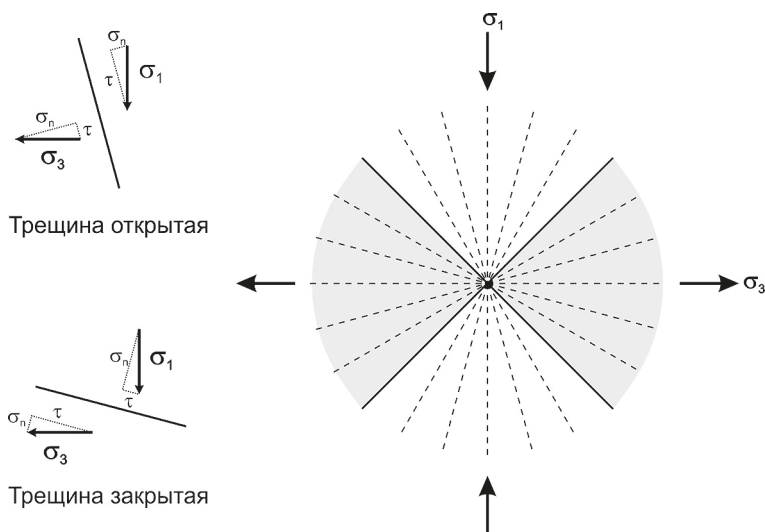


Рис. 2. Распределение ориентировок разрывных нарушений по отношению к осям главных напряжений: σ_1 — ось максимального сжатия, σ_3 — ось минимального сжатия или девиаторного растяжения сжатия.

Слева: σ_n — нормальная компонента напряжений, τ — касательные напряжения, черная линия — разрывное нарушение.

Справа: белое и серое поля — квадранты сжатия и растяжения соответственно, пунктирные линии — возможное положение трещин

тяжения, и им отвечает область повышенной компрессии, характеризующаяся нахождением закрытых трещин.

Наиболее удобным инструментом для отображения действия максимального и минимального сжатия к поверхности разрывного нарушения является диаграмма Мора (рис. 3). На ней отображается область точек, отвечающих векторам перемещения по разломам в координатах нормальных (σ) и касательных (τ) напряжений. При проведении анализа дилатации (рис. 3, б) оценивается положение точек на дуге большого круга диаграммы Мора относительно максимальных и минимальных сжимающих напряжений (Ferrill et al., 1999; Morris and Ferrill, 2009). Уровень сжимающих нормальных напряжений к разрыву уменьшается справа налево для большого круга диаграммы Мора. Следовательно, точки, попадающие в область высоких сжимающих напряжений, характеризуются малой вероятностью раскрытия трещин и, как следствие, малой вероятностью формирования трещиноватых коллекторов. При этом необходимо учитывать, что в пределах зон разломов дилатация будет увеличиваться вместе с увеличением интенсивности перемещений вдоль самих разломов. Стоит отметить, что максимальное перемещение по разлому соответствует его центральной части и резко уменьшается по параболическому закону к концевой (Fossen, 2016). При анализе максимальных перемещений по разрывным нарушениям (рис. 3, в) важную роль играет положение точек на диаграмме Мора относительно линии минимального сопротивления сухого трения и линии предела хрупкой прочности. Чем ближе точки к пределу прочности, тем выше вероятность смещения по разлому (Morris et al., 1996; Lisle and Srivastava, 2004; Ребецкий, 2007; McFarland et al., 2012). В то же время следует понимать, что линия минимального

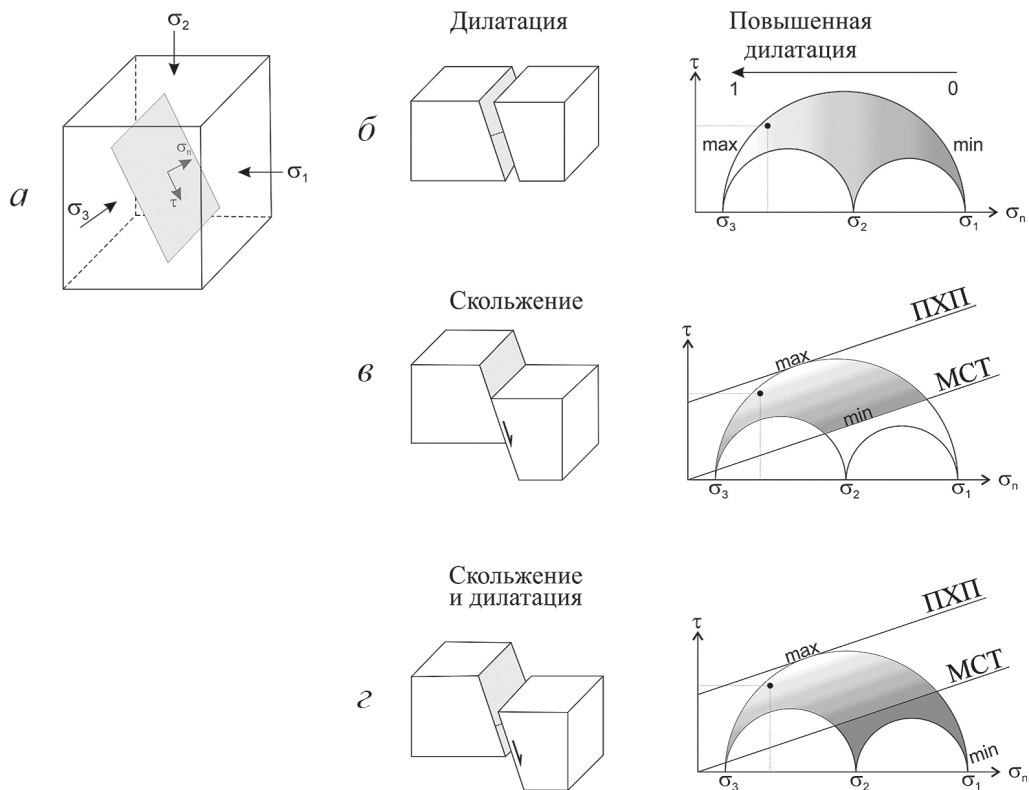
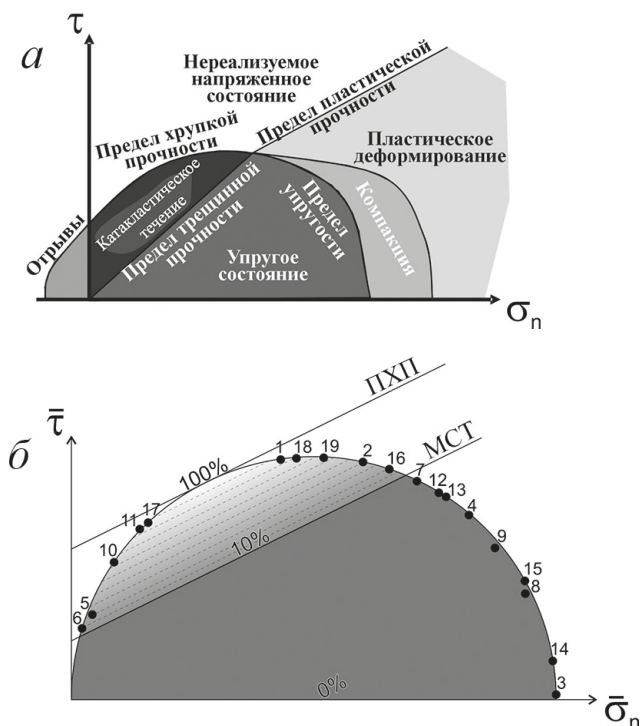


Рис. 3. Модели: *a* — ориентировка осей главных напряжений на произвольно выбранную плоскость, где σ_1 — ось максимального сжатия, σ_3 — ось минимального сжатия или девиаторного растяжения сжатия; σ_n — нормальная компонента напряжений, τ — касательная компонента напряжений, *б* — модель дилатации, *в* — модель скольжения, *г* — модель скольжения и дилатации. Точкой показано положение разрывного нарушения на диаграмме Мора. ПХП — линия предела хрупкой прочности, МСТ — линия минимального сухого трения. Описание в тексте

сопротивления сухого трения разделяет области различного механического поведения горных пород, а именно области катакластического течения и упругого состояния (рис. 4, *a*). Из вышесказанного можно предположить, что совместное применение анализов дилатации и максимального перемещения по разломам на диаграмме Мора (см. рис. 3, *г*) является более верным решением для поиска областей, в которых могут формироваться открытые трещины при разрывных нарушениях, чем их использование по отдельности.

В качестве индикаторов тектонического напряжения в настоящей работе рассматриваются вектора перемещения, диагностируемые по сейсмическим данным МОВ ОГТ-3D. Расчет параметров стресс-состояния проводился методом катакластического анализа в программе StressGeol (Ребецкий, 2007). Для каждого разрывного нарушения по данным о направляющих косинусах вектора нормали и данным о параметрах эллипсоида напряжений в программе рассчитываются нормальные и касательные компоненты напряжений, которые в дальнейшем можно отобразить на диаграмме Мора. Важно отметить, что в рассматриваемых примерах информа-

Рис. 4. Диаграммы: а — области различного, зависящего от напряженного состояния, механического поведения горных пород на диаграмме Мора (Ребецкий, 2007); б — диаграмма Мора в редуцированных напряжениях с отображением точек замеров векторов перемещения по разрывным нарушениям с выделенными областями вероятности дилатации и скольжения (от 0 до 100 %): σ_n — редуцированная нормальная компонента напряжений, τ_n — редуцированная касательная компонента напряжений, ПХП — линия предела хрупкой прочности, МСТ — линия минимального сухого трения. Номер вектора на диаграмме соответствует номеру в таблице



ция о значениях напряжений отсутствует, поэтому производится построение только редуцированных диаграмм Мора с единичным радиусом (рис. 4, б).

Как видно из рис. 4, б, 9 из 19 точек, соответствующих векторам перемещения на редуцированной диаграмме Мора, попадают в область упругих деформаций, где фиксируется очень высокий уровень сжимающих нормальных напряжений. Остальные 10 точек располагаются в области катакlastического течения, которая обрамляется линиями минимального сопротивления сухого трения и предела хрупкой прочности.

2.3. Построение карты условных вероятностей нахождения областей дилатации

Подготовка данных для предварительной оценки интенсивности трещиноватости на сейсмическом горизонте R_2 проводится по результатам анализа дилатации и повышенной компрессии по разрывным нарушениям. На редуцированной диаграмме Мора вводится условная вероятность от 0 до 1 с шагом 0,1 нахождения областей дилатации (см. рис. 4, б). Важно отметить, что по 9 замерам разрывных нарушений, которые попадают в область повышенной компрессии (упругое состояние), присваивается значение условной вероятности дилатации, равное 0. В то же время область катакlastического течения необходимо ранжировать на условные

Таблица. Координаты замеров середины векторов перемещения на сейсмическом горизонте R₂ и значения условной вероятности дилатации и скольжения по разрывным нарушениям

Номер замера вектора перемещения	X (восток)	Y (север)	Z (вероятность дилатации и скольжения)
1	461018,4	6786847,4	0,9
2	460309,6	6784504,0	0,4
3	466686,3	6785444,5	0
4	464369,3	6779947,1	0
5	455294,2	6776951,0	0,3
6	462428,5	6770727,0	0,2
7	479383,2	6772113,0	0
8	460501,4	6763684,1	0
9	458621,2	6759663,6	0
10	465722,3	6763177,7	0,6
11	449799,8	6765320,2	0,9
12	452198,1	6757384,9	0
13	453749,3	6757808,1	0
14	444765,0	6749375,8	0
15	433501,0	6749487,8	0
16	402579,0	6714947,7	0,2
17	398119,9	6722882,0	0,9
18	399656,7	6723901,0	0,7
19	387501,9	6719881,1	0,6

вероятности дилатации от 0,1 до 1,0 параллельно линии предела хрупкой прочности с равным интервалом. Таким образом, исходной базой данных для построения карт условных вероятностей нахождения областей дилатации служат координаты X, Y (в декартовой системе) 19 замеров середины векторов перемещения на сейсмическом горизонте, а за значение Z принимается вводимый параметр условной вероятности от 0 до 1 для каждого замера (см. таблицу). При интерполяции набора точек с Z-значениями использовался геостатистический метод “Ordinary Kriging”, использующий статистические параметры для поиска оптимальной оценки минимального среднеквадратического отклонения (Schwamghart, 2010).

3. Результаты

Предварительная оценка интенсивности трещиноватости карбонатных пород по результатам расчета параметров стресс-состояния для поверхности сейсмического горизонта R₂ с указанием данных по дебиту нефти 11 скважин показана на рис. 5. Как видно из данного рисунка, области дилатации распределены в северо-западной и юго-западной частях сейсмического горизонта и к ним приурочены 6 скважин с дебитом нефти от 1 до 15 м³/сут. В центральной части сейсмического

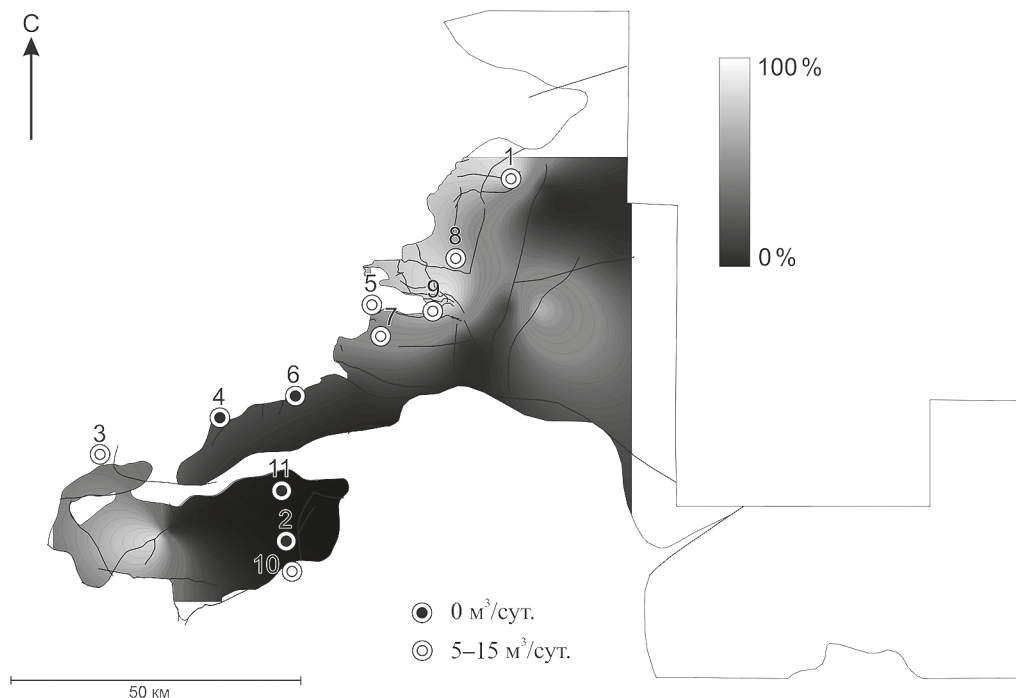


Рис. 5. Расчетная интенсивность трещиноватости доломитов (от 0 до 100 %) для сейсмического горизонта R_2 с указанием местоположения и данных по дебиту нефти скважин. Разрывные нарушения отображены линиями черного цвета

горизонта преобладает область повышенной компрессии, в которой расположены остальные 5 скважин в основном с нулевым дебитом нефти. Исключением является только скважина 10, которая также располагается в данной области, но характеризуется небольшим дебитом нефти. Таким образом, сопоставление результатов оценки интенсивности трещиноватости карбонатных пород и данных по дебиту нефти в скважинах показывает, что прослеживается прямая корреляция между расчетной дилатационной дезинтегрированностью среды и продуктивностью скважин.

4. Заключение

Полученные результаты показывают реальную возможность применения описанного выше подхода изучения трещиноватости низкопористых карбонатных пород, исходя из результатов расчета параметров стресс-состояния по сейсмическим данным МОВ ОГТ-3D. Наиболее перспективной областью для проведения дальнейших буровых работ и поиска трещиноватых коллекторов нефти является юго-западный участок сейсмического горизонта R_2 , так как он характеризуется повышенной дилатационной дезинтегрированностью доломитов и на сегодняшний день не опробован бурением (в отличие от северо-западного участка). Однако необходимо учитывать следующие ограничения:

- 1) исходными данными для реконструкции параметров стресс-состояния служат поверхности сейсмических горизонтов и разрывных нарушений в принятой сейсмической модели. При изменении представлений о рельефе поверхности сейсмических горизонтов или о форме разрывных нарушений полученные результаты могут существенно измениться;
- 2) для получения более точных результатов по распределению в регионе открытых трещин, которые могут служить коллекторами нефти и газа, необходимо учитывать количественные характеристики литостатического и порового давления с прочностными характеристиками пород по скважинному материалу.

Литература

- Багринцева, К. И., Красильникова, Н. Б., Сауткин, Р. С., 2015. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения, в: Геология нефти и газа 1, 24–40.
- Кирмасов, А. Б., 2011. Основы структурного анализа. Научный мир, Москва.
- Конторович, А. Э., Изосимова, А. Н., Конторович, А. А., Хабаров, Е. М., Тимошина, И. Д., 1996. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы, в: Геология и геофизика 37, 166–195.
- Москаленко, А. Н., Худолей, А. К., Жуков, В. В., Демин, В. Ю., Верин, А. В., 2015. Реконструкция кинематических характеристик разрывных нарушений и поля палеонапряжений для Урманно-Арчинской площади, в: Нефтегазовая геология. Теория и практика 5, 1–16.
- Москаленко, А. Н., Худолей, А. К., Хуснитдинов, Р. Р., 2017. Реконструкция стресс состояний и тектонической эволюции северного склона Байkitской антеклизы Сибирской платформы по сейсмическим данным МОВ ОГТ-3D, в: Геотектоника 3, 1–22.
- Ребецкий, Ю. Л., 2007. Тектонические напряжения и прочность природных массивов. Академкнига, Москва.
- Стоянов, С. С., 1979. Механизм деформирования разрывных зон. Недра, Москва.
- Хабаров, Е. М., Пономарчук, В. А., Морозова, И. П., Вараксина, И. В., Сараев, С. В., 2002. Вариации уровня моря и изотопного состава карбонатного углерода в рифейском бассейне западной окраины Сибирского кратона (Байkitская антеклиз), в: Геология и геофизика 43, 211–239.
- Хабаров, Е. М., Вараксина, И. В., 2011. Строение и обстановки формирования мезопротерозойских нефтегазоносных карбонатных комплексов запада Сибирского кратона, в: Геология и геофизика 52, 1173–1198.
- Харахинов, В. В., Шленкин, С. И., 2011. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. Научный мир, Москва.
- Шерман, С. И., Борняков, С. А., Буддо, В. Ю., 1983. Области динамического влияния разломов. Наука, Новосибирск.
- Ferrill, D. A., Winterle, J., Wittmeyer, G., Sims, D., Colton, S., Armstrong, A., 1999. Stressed rock strains groundwater at Yucca Mountain, Nevada. GSA Today 5, 1–7.
- Fossen, H., 2016. Structural Geology, 2nd ed. Cambridge University Press.
- Frolov, S. V., Akhmanov, G. G., Bakay, E. A., Lubnina, N. V., Korobova, N. I., Karnyushina, E. E., Kozlova, E. V., 2015. Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basin, in: Precambrian Research 259, 95–113.
- Lisle, J. R., Srivastava, D. C., 2004. Test of the frictional reactivation theory for faults and validity of fault-slip analysis, in: Geology 32, 569–572.
- McFarland, J. M., Morris, A. P., Ferrill, D. A., 2012. Stress inversion using slip tendency, in: Computers and Geosciences 41, 40–46.
- Morris, A., Ferrill, D. A., Henderson, D. B., 1996. Slip-tendency analysis and fault reactivation, in: Geology 24, 275–278.
- Morris, A., Ferrill, D. A., 2009. The importance of the effective intermediate principal strain (σ_2) to fault-slip patterns, in: J. of Structural Geology 31, 950–959.

Для цитирования: Москаленко А. Н., Хуснитдинов Р. Р. Предварительная оценка интенсивности трещиноватости карбонатных пород Куюмбинского нефтяного месторождения // Вестник СПбГУ. Науки о Земле. 2017. Т. 62. Вып. 3. С. 311–322. <https://doi.org/10.21638/11701/spbu07.2017.307>

References

- Bagrintseva, K. I., Krasil'nikova, N. B., Sautkin, R. S., 2015. Usloviia formirovaniia i svoistva karbonatnykh kollektorov rifeia Iurubcheno-Tokhomskogo mestorozhdeniia [Formation conditions and properties of the Riphean carbonaceous reservoirs of the Yurubcheno-Tokhomsk deposit]. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and Gas Geology] 1, 24–40. (in Russian)
- Ferrill, D. A., Winterle, J., Wittmeyer, G., Sims, D., Colton, S., Armstrong, A., 1999. Stressed rock strains groundwater at Yucca Mountain, Nevada. *GSA Today* 5, 1–7.
- Fossen, H., 2016. *Structural Geology*, 2nd ed. Cambridge University Press.
- Frolov, S. V., Akhmanov, G. G., Bakay, E. A., Lubnina, N. V., Korobova, N. I., Karnyushina, E. E., Kozlova, E. V., 2015. Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basin, in: *Precambrian Research* 259, 95–113.
- Khabarov, E. M., Ponomarchuk, V. A., Morozova, I. P., Varaksina, I. V., Saraev, S. V., 2002. Variatsii urovnia moria i izotopnogo sostava karbonatnogo ugleroda v rifeiskom basseine zapadnoi okrainy Sibirskogo kratona (Baikitskaia antekliza) [Sea level and $\delta^{13}\text{C}$ trends in Riphean petroliferous deposits on the western margin of the Siberian Craton (Baikit uplift)], in: *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics] 43, 211–239. (in Russian)
- Kharakhinov, V. V., Shlenkin, S. I., 2011. *Neftegazonosnost' dokembriiskikh tolshch Vostochnoi Sibiri na primere Kuumbinsko-Iurubcheno-Tokhomskogo areala neftegazonakopleniia* [Petroleum-Bearing Potential of Precambrian Sequences in East Siberia: Case Study of the Kuyumba-Yurubchen-Tokhoma Petroleum Accumulation Areal]. Nauchnyi mir, Moscow. (in Russian)
- Khabarov, E. M., Varaksina, I. V., 2011. Stroenie i obstanovki formirovaniia mezoproterozoiskikh neftegazonosnykh karbonatnykh kompleksov zapada Sibirskogo kratona [The Structure and Depositional Environments of Mesoproterozoic petroliferous carbonate complexes in the Western Siberian Craton], in: *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics] 52, 1173–1198. (in Russian)
- Kirmasov, A. B., 2011. *Osnovy strukturnogo analiza* [Fundamentals of structural analysis]. Nauchnyi mir, Moscow. (in Russian)
- Kontorovich, A. E., Izosimova, A. N., Kontorovich, A. A., Khabarov, E. M., Timoshina, I. D., 1996. Geologicheskoe stroenie i usloviia formirovaniia gigantskoi Iurubcheno-Tokhomskoi zony neftegazonakopleniia v verkhnem proterozoe Sibirskoi platformy [Geological structure and conditions for the formation of the giant Yurubcheno-Tokhomskaya oil and gas accumulation zone in the Upper Proterozoic of the Siberian Platform], in: *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics] 37, 166–195. (in Russian)
- Lisle, J. R., Srivastava, D. C., 2004. Test of the frictional reactivation theory for faults and validity of fault-slip analysis, in: *Geology* 32, 569–572.
- McFarland, J. M., Morris, A. P., Ferrill, D. A., 2012. Stress inversion using slip tendency, in: *Computers and Geosciences* 41, 40–46.
- Morris, A., Ferrill, D. A., 2009. The importance of the effective intermediate principal strain (σ_2) to fault-slip patterns, in: *J. of Structural Geology* 31, 950–959.
- Morris, A., Ferrill, D. A., Henderson, D. B., 1996. Slip-tendency analysis and fault reactivation, in: *Geology* 24, 275–278.
- Moskalenko, A. N., Khudolei, A. K., Khusnitdinov, R. R., 2017. Rekonstruktsiia stress-sostoianii i tektonicheskoi evoliutsii severnogo sklona Baikitskoi anteklizy Sibirskoi platformy po seismicheskim dannym MOV OGT-3D [Reconstruction of the Stress States and Tectonic Evolution of the Northern Slope of the Baikit Anticline, Siberian Craton, Based on 3D seismic data], in: *Geotektonika* [Geotectonics] 3, 1–22. (in Russian)
- Moskalenko, A. N., Khudolei, A. K., Zhukov, V. V., Demin, V. Iu., Verin, A. V., 2015. Rekonstruktsiia kinematicheskikh kharakteristik razryvnykh narushenii i polia paleonapriazhenii dlia Urmano-Archinskoi ploshchadi [Reconstruction of kinematic characteristics of faults and paleostress field for the Urman-Archinsk area], in: *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Theoretical and Applied Studies] 5, 1–16. (in Russian)

- Rebetskii, Iu. L., 2007. *Tektonicheskie napriazheniia i prochnost' prirodnnykh massivov* [Tectonic Stresses and Strength of Natural Rocks]. Akademkniga, Moscow. (in Russian)
- Schwanghart, W., 2010. *Ordinary Kriging*. Available at: http://www.mathworks.com/matlab_central/fileexchange/29025.
- Sherman, S. I., Borniakov, S. A., Buddo, V. Iu., 1983. *Oblasti dinamicheskogo vliianiia razlomov* [Areas of dynamic effect of faults]. Nauka, SO, Novosibirsk. (in Russian)
- Stoianov, S. S., 1979. *Mekhanizm deformirovaniia razryvnykh zon* [Mechanism of deformation of fault damage zones]. Nedra, Moscow. (in Russian)

For citation: Moskalenko A. N., Khusnitdinov R. R. Prediction of fracture intensity of carbonates based on the results of paleostress estimation by fault kinematic analysis based on the 3D seismic data (Kuyumba Oil Field). *Vestnik SPbSU. Earth Sciences*, 2017, vol. 62, issue 3, pp. 311–322. <https://doi.org/10.21638/11701/spbu07.2017.307>

Статья поступила в редакцию 16 мая 2017 г.
Статья рекомендована в печать 6 октября 2017 г.

Контактная информация

Москаленко А. Н. — artemmn@gmail.com

Хуснитдинов Р. Р. — магистр; khusnitdinov.RR@gazpromneft-ntc.ru

Moskalenko A. N. — artemmn@gmail.com

Khusnitdinov R. R. — master; khusnitdinov.RR@gazpromneft-ntc.ru